

油管输送爆燃压裂管柱安全性研究

鲁坤,王喜,李必红,秦辉,蒙春学,陈政

物华能源科技有限公司 陕西西安 710061

通讯作者: wangxi216640@163.com

引用: 鲁坤,王喜,李必红,等. 油管输送爆燃压裂管柱安全性研究[J]. 油气井测试,2022,31(6):45-48.

Cite: LU Kun, WANG Xi, LI Bihong, et al. Study on safety of tubing delivery high energy gas fracturing [J]. Well Testing, 2022, 31(6): 45-48.

摘要 爆燃压裂作业安全风险高,在油管传输施工作业过程中,存在油管挤扁、弯曲和断裂等安全性问题。为了提高爆燃压裂施工的安全性,采用数值仿真计算和井下测试相结合的方法对爆燃压裂井下作业管柱的安全性进行了研究。结果表明:在相同的井筒条件、地层条件和装药方案下,压裂火药在井中爆燃产生的峰值压力超过 120 MPa 时,油管产生变形;且不同燃速组合装药方案对爆燃产生的峰值压力和有效压力作用时间有较大的影响。根据井况和地层条件选择合适的装药方案,能够保护井筒管柱的安全,提高施工效果。

关键词 爆燃压裂;油管输送;作业安全性;峰值压力;装药方案;数值仿真;井下测试

中图分类号: TE357 **文献标识码:** B **DOI:** 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2022. 06. 009

Study on safety of tubing delivery high energy gas fracturing

LU Kun, WANG Xi, LI Bihong, QIN Hui, MENG Chunxue, CHEN Zheng

Wuhua Energy Technology Co., Ltd. Xi'an Shaanxi, 710061 China

Abstract: The deflagration fracturing operation has high safety risk, and there are some safety problems in the process of tubing transmission, such as tubing flattening, bending and fracture. In order to improve the safety of deflagration fracturing, numerical simulation and downhole testing were used to study the safety of the tubing string in the underground operation of deflagration fracturing. The results show that: Under the same well bore conditions, formation conditions and loading schemes, with the charge quantity increasing, when the peak pressure exceeds 120 MPa, the oil tube will be deformed.; Under the same wellbore conditions, formation conditions, and charge quantity, the different combined loading scheme has a greater influence on the peak pressure generated by deflagration and the time of pressure operation. Select appropriate charging scheme according to well conditions and formation conditions, capable of protecting the wellbore string, improve construction effect.

Keywords: high-energy gas fracturing; tubing conveyed; operations security; peak pressure; charge scheme; numerical simulation; underground test

高能气体压裂利用特定发射药或推进剂在油气层段按照一定规律燃烧,产生大量高温、高压气体作用于地层中的射孔孔道,使其压裂形成辐射状的径向微裂缝,沟通地层天然裂缝,解除地层污染带和近井地带堵塞物,提高地层导流能力^[1-2]。目前,国内高能气体压裂技术经过 20 多年的探索和研究,基本掌握了高能气体压裂工艺与油气井储层地质和井况的适用规律,该技术已成为国内油气田主要增产技术之一^[3]。虽然该技术在工程领域应用较多,但学者们主要研究高能气体压裂对储层的作用原理和增产机理^[4-5]。爆燃压裂作业安全风险高,对套管和施工管柱经常造成破坏,并会产生有毒气体。孙林等^[6]针对

高爆燃压裂峰值压力易产生风险问题,提出了通过选用低火药力火药装药来降低爆燃压裂在井下燃烧产生的峰值压力。吴飞鹏等^[7]针对火药燃速偏快、燃速级别单一,造成峰值压力与冲击能量不平衡,带来井筒安全问题,提出了不同燃速火药组合串联装配方式来提高火药燃烧的稳定性 and 安全性。秦文龙等^[8]针对爆燃压裂火药井下燃烧会产生氰化氢毒性气体,对其产生机理进行了分析,提出了抑制燃烧过程产生氰化氢的措施。虽然以上研究对于爆燃压裂安全施工能够提供指导作用,但对于压裂弹在井下燃烧造成油管输送管柱安全问题还没有见到相关文献。本文结合数值仿真计算和井下测试进行施工管柱安全性分

析研究,为后续施工作业设计提供指导。

1 数值模拟仿真

采用数值仿真计算,研究不同爆燃压裂峰值压力对油管轴向加载作用效果,确定油管轴向发生变形时最小峰值压力。

1.1 管柱模型建立

高能气体压裂油管输送施工工艺利用油管或钻杆将压裂火药输送至目的油气层,校深后通过投棒或加压点火的方式引燃^[9-10]。采用该工艺作业时,施工管柱在火药爆燃时不会上窜,能有效保证高温、高压气体直接对准射孔孔道作用,实现地层精准压裂;能够实现分层或多层压裂,缩短作业时间,降低作业成本;能够与其它增产措施和测试技术相结合,形成综合压裂技术。

为了简化计算,假设:(1)材料性能各向同性,为理想弹塑性材料;(2)选取压裂弹上方 1 m 油管受力情况进行计算;(3)油管模型两端 x 、 y 、 z 方向位移为 0,侧面压力均布;(4)忽略压裂弹燃烧产生的压力在油管上动态加载,只计算火药燃烧瞬时产生峰值压力对油管静态加载作用;(5)忽略高能气体压裂作用下油管剧烈振动产生的扭矩。

1.2 材料参数的选择

应用 ABAQUS 软件进行模拟计算。参数选择为:油管直径 73 mm,壁厚 5.5 mm,材质 N80,弹性模量 207 GPa,屈服强度 550 MPa,抗拉强度 689 MPa,塑型模量 887.67 MPa,泊松比 0.3。

1.3 数值模拟分析

模拟高能气体压裂在井下产生的峰值压力分别为 120 MPa、130 MPa、140 MPa 时油管的轴向变形情况,计算结果如图 1 和图 2 所示。

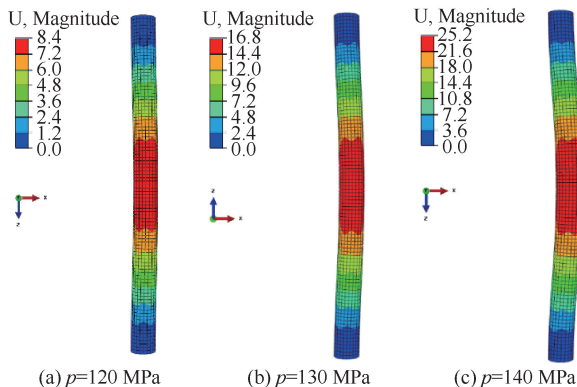


图 1 模拟不同压力下油管整体变形情况

Fig. 1 The whole deformation of tubing under different pressure is simulated

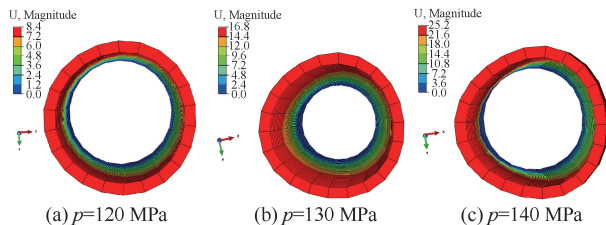


图 2 模拟不同压力下油管截面变形情况

Fig. 2 Simulation of tubing cross-section deformation under different pressures

由图 1 和图 2 可知,油管两端约束后,从数值模拟计算可知最大位移量位于油管中部,当高能气体压裂产生峰值压力为 120 MPa 时,最大位移量 1.4 mm;当峰值压力为 130 MPa 时,最大位移量 16.8 mm;当峰值压力为 140 MPa 时,最大位移量 25.2 mm。说明采用 73 mm 油管输送进行高能气体压裂,井筒内产生的峰值压力超过 120 MPa 时,油管在轴向上所受到的作用力将会使油管发生变形。随着峰值压力增大,油管在轴向的变形量会逐渐增大,产生更大的弯曲变形。

2 井下测试

结合数值仿真分析结果,设计不同装药方案进行井下试验,确定油管发生变形时的最小压力。

2.1 测试方案

从测试的 10 多口井中,选择 3 口典型的井进行对比。试验井位于鄂尔多斯盆地,埋藏深度为 1 085 m~1 900 m,主要发育长岩石屑砂岩,黏土杂质基普遍发育,非均质性弱,孔隙度在 12%~14%,渗透率为 (1~6) mD,属于典型的低孔隙度、低渗透率油藏^[11-12]。井筒参数和地层数据见表 1。

选择的 3 口试验井完井方案采用射孔与高能气体压裂结合的工艺方式。射孔枪型为 102 型,弹型号为 DP46RDX45-1,孔密为 16 孔/m,相位角为 90°,射孔井段厚度为 3 m。高能气体压裂施工方式采用油管输送。装药方案采用公司高能气体压裂优化软件进行计算,3 口试验井方案设计见表 2,燃速为 6.8 MPa 下测试的燃速。其压裂施工管柱结构如图 3 所示。

2.2 试验结果

施工结束后,起出管柱,发现 1 号、3 号试验井起出输送油管正常,未发现变形、压弯现象;2 号试验井在压裂弹筛管组件上方有 8 根油管被挤扁、顶弯,其余油管正常。3 次试验采集到的压力曲线见图 4。

表 1 三口试验井参数
Table 1 Parameters of three test wells

井号	套管直径/mm	油井类型	压裂井段/m	厚度/m	孔隙度/%	渗透率/mD	地层破裂压力/MPa
1	139.7	直井	1 641~1 644	3	14.54	2.89	25
2	139.7	直井	1 656~1 659	3	14.60	2.25	27
3	139.7	直井	1 843~1 846	3	12.76	2.72	30

表 2 高能气体压裂装药方案设计
Table 2 Design of charge scheme for high energy gas fracturing

井号	设计峰压/MPa	装药量/kg	装药方案	药剂类型
1	110	40	5 mm/s 燃速 3 发,8 mm/s 燃速 1 发	复合固体推进剂
2	125	45	5 mm/s 燃速 3 发,8 mm/s 燃速 2 发	复合固体推进剂
3	95	40	5 mm/s 燃速 2 发,8 mm/s 燃速 2 发	复合固体推进剂

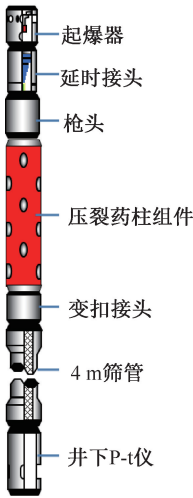


图 3 高能气体压裂施工管柱结构
Fig. 3 Technological structure of high energy gas fracturing string

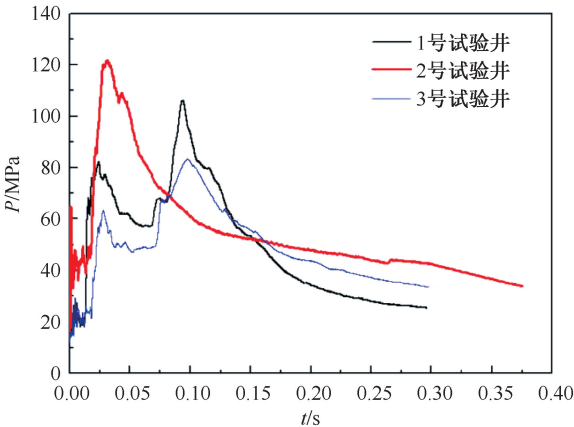


图 4 1 号、2 号、3 号试验井高能气体压裂 $p-t$ 曲线
Fig. 4 $P-t$ curve of high energy gas fracturing in No. 1, No. 2 and No. 3 Test Wells

由图 4 可知,3 次测试峰值压力和有效作用时间(目的层位井筒压力超过 40 MPa 以上压力)以及测量 3 次测试油管弯曲最大位移量数据见表 3。

表 3 3 次测试数据表
Table 3 Three test data sheets

井号	峰值压力/MPa	有效作用时间/ms	油管弯曲最大位移量/mm
1	106.3	305	0
2	120.8	350	7
3	83.4	255	0

3 分析与讨论

井下测试采集了 3 口试验井爆燃压裂 $p-t$ 曲线,分析了不同装药量和装药方案对井下管柱的安全性的影响。

3.1 装药量对井下管柱安全性的影响

由表 3 可知,1 号、2 号试验井采集的高能气体压裂产生的峰值压力均比设计压力小,但均在设计允许误差内。说明在相同的井筒条件、地层条件和装药方案下,随着装药量增加,压裂火药在井中爆燃产生的峰值压力增大。其中 2 号试验井压弯油管的最大位移量为 7 mm,与理论计算 1.8 mm 相差较多,由于实际施工过程中,管柱属于悬挂状态,当受到爆燃压力冲击作用后产生挤压扭转,从而造成与理论计算存在一定的误差。同时压裂火药在井下爆燃产生峰值压力超过 120 MPa 时,就会使油管发生变形。因此,对于地层破裂压力高,需要峰值压力要求高的井,在管柱设计时尽可能将油管采用耐压性能更高的管柱或筛管来代替,或采用筛管夹层枪传爆结构,规避作业风险。

3.2 装药方案对井下管柱安全性的影响

当试验装药量相同,装药方案不同时,1 号试验井高能气体压裂产生的峰值压力比 3 号试验井产生的峰值压力高 22.9 MPa。在相同的井筒条件、地层条件和装药量下,不同装药方案对爆燃产生的峰值压力有较大的影响。在有效作用时间方面,1 号试

验井爆燃时间比 3 号试验井时间多 50 ms,可知在同样装药量下,不同燃速药柱匹配对地层作用的压力和时间不同,前期采用 1 发快燃速火药升压后采用 3 发慢燃速火药进行压力维持,使得其燃烧时间加长,作用时间增加。因此,根据井况和地层条件选择合适的装药方案,不仅能够保护在施工作业时井筒管柱的安全,还可以提高施工效果。

4 结论

(1)在相同的井筒条件、地层条件和装药方案下,随着装药量增加,压裂火药在井中爆燃产生的峰值压力增大。当峰值压力超过 120 MPa 时,就会使油管发生变形。

(2)在相同的井筒条件、地层条件和装药量下,装药方案对爆燃产生的峰值压力有较大的影响。根据井况和地层条件选择合适的装药方案,不仅能够保护在施工作业时井筒管柱的安全,还可以提高施工效果。

(3)对于地层破裂压力高,需要火药峰值压力要求高的井,在管柱设计时尽可能将油管采用耐压性能更高的管柱或筛管来代替,或采用筛管夹层枪传爆结构,规避作业风险。

致谢:感谢物华能源科技有限公司的支持与帮助。

参考文献

- [1] 埃克诺米德斯 M J, 诺尔蒂 K G. 油藏增产措施[M]. 北京:石油工业出版社,1991:7-13.
- [2] 王安仕,秦发动. 高能气体压裂技术[M]. 西安:西北大学出版社,1998:20-24.
- [3] 秦发动,吴晋军. 我院高能气体压裂发展十年综述[J]. 西安石油学院学报,1997,12(3):14-17.
QIN Fadong, WU Jinjun. Development of high energy gas fracturing (HEGF) in the past ten years [J]. Journal of Xi'an Shiyong University (Natural Science Edition), 1997, 12(3): 14-17.
- [4] 明晓添,刘东尧. 井下高能气体压裂设计数值模拟研究[J]. 兵器装备工程学报,2021,42(5):158-162.
MING Xiaotian, LIU Dongyao et al. Numerical simulation research on downhole high energy gas fracturing design [J]. Journal of Ordnance Equipment Engineering, 2021, 42(5): 158-162.
- [5] 王峰,李必红,卫东峰,等. 高能气体压裂弹在井下爆燃特性研究[J]. 测井技术,2020,44(1):107-110.
WANG Feng, LI Bihong, WEI Dongfeng, et al. Deflagration characteristics of high energy gas fracturing propellants on downhole [J]. Well Logging Technology, 2020, 44(1): 107-110.
- [6] 孙林,杨万有,李旭光,等. 海上油田爆燃压裂技术研究与现场试验[J]. 石油钻探技术,2019, 47(5): 91-96.

- SUN Lin, YANG Wanyou, LI Xuguang et, al. Research and field test of deflagration fracturing technology in offshore oilfields [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 91-96.
- [7] 吴飞鹏,贾涵,任杨,等. 可控复合脉冲爆燃压裂动态加载模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2015, 39(3): 120-124.
WU Feipeng, JIA Han, REN Yang, et al. Dynamic modeling of gas loading with controllable ignition of propellants for downhole blasting fracturing [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 120-124.
- [8] 秦文龙,陈志群,蒲春生. 高能气体压裂弹燃气安全性评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(4): 53-55, 59.
QING Wenlong, CHEN Zhiquan, PU Chunsheng. Evaluation of the safety of the combustion gas produced in high-energy gas fracture [J]. Journal of Xi'an Shiyong University(Nature Science Edition), 2007, 22(4): 53-55, 59.
- [9] 李文魁. 高能气体压裂技术在油气资源开发中的应用研究[J]. 西安工程学院学报. 2000, 22(2): 60-62.
LI Wenkui. Application of high energy gas fracturing technology in oil and gas resources development [J]. Journal of Xi'an Institute. 2000, 22(2): 60-62.
- [10] 闵琦,刘建营,刘建辉,等. 长庆油田高能气体压裂技术[J]. 测井技术,2019,43(2):211-214.
MIN Qi, LIU Jianying, LIU Jianhui, et al. Applications of high-energy gas fracturing technology in Changqing Oilfield [J]. Well Logging Technology, 2019, 43(2): 211-214.
- [11] 方朝刚,周效华,王升阳,等. 鄂尔多斯盆地吴起地区上三叠统长 2 油层组有利储层分布及控制因素分析[J]. 资源调查与环境,2014,35(1):31-38.
FANG Chaogang, ZHOU Xiaohua, WANG Shengyang, et al. Favorable reservoir distribution and controlling factors of upper triassic Chang 2 formation in Wuqi area, Ordos Basin [J]. Resource Survey and Environment, 2014, 35(1): 31-38.
- [12] 张润和,郑兴平,徐献高,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组四、五段泥岩生烃潜力评价[J]. 西安石油学院学报:自然科学版,2003,18(12):10-13.
ZHANG Runhe, ZHENG Xingping, XU Xiangao, et al. Evaluation of hydrocarbon-generating potential of mudstone in the 4th and 5th member of Yanchang formation of upper triassic in Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2003, 18(12): 10-13.

编辑 刘振庆

第一作者简介:鲁坤,男,1984 年 10 月出生,高级工程师,硕士研究生,中北大学应用化学专业,主要从事石油射孔技术开发。电话:029-85353453,18192630661;Email:289450504@qq.com。通信地址:陕西省西安市雁塔区朱雀大街中段 20 号中国兵器第二一三研究所,邮政编码:710061。